

Semaine	31/1	24/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	77.0	79.1	-2.1	-2.6%	80.6
Brent Spot	77.6	79.7	-2.1	-2.6%	82.5
WTI Nymex	73.0	75.2	-2.2	-2.9%	75.3

Le Brent en baisse à 77 \$/b dans un climat de tensions commerciales à la suite de l'augmentation des tarifs douaniers par les États-Unis à l'encontre du Mexique, du Canada et de la Chine.

Les cours du pétrole brut étaient en baisse la semaine dernière, reflétant une grande incertitude sur le marché pétrolier, alimentée par des facteurs multiples et interdépendants. Le repli inattendu de l'activité manufacturière en Chine, conjugué aux menaces de relèvement des droits de douane par l'administration américaine à l'encontre du Mexique, du Canada et de la Chine, a exercé une pression baissière significative sur les cours du brut cette semaine. Parallèlement, les tensions en Libye, bien que rapidement résolues, ont contribué à une hausse de la prime de risque géopolitique (Fig. 1&2)

En moyenne hebdomadaire, le contrat à terme sur le Brent pour livraison en avril a baissé de 2,1 \$/b (-2,6 %) pour s'établir à 77,0 \$/b. Le WTI a terminé à 73,0 \$/b, en baisse de 3 %. Selon un consensus d'économistes interrogés par Bloomberg le 30 janvier, le prix moyen attendu du Brent au premier et deuxième trimestre 2025 est stable à 75 \$/b (Fig. 3).

Le marché pétrolier se focalise désormais sur la réunion ministérielle de l'OPEP+ du 3 février. Bien qu'une réponse immédiate à la demande de Trump d'augmenter la production soit peu probable, le Joint Ministerial Monitoring Committee (JMMC) pourrait recommander une levée progressive des réductions volontaires de 2,2 Mb/j à partir d'avril, ce qui exercerait une pression baissière sur les prix du pétrole. Toutefois, le JMMC ayant uniquement un rôle consultatif, toute décision finale dépendra de la réunion de l'OPEP+ prévue le 28 mai 2025.

Démarrage difficile pour l'économie chinoise en 2025

En janvier 2025, l'économie chinoise a connu un ralentissement inattendu, marqué par une contraction de l'activité manufacturière (PMI à 49,1) et un indice non manufacturier proche de la stagnation (50,2). Ce fléchissement intervient malgré les mesures de relance de 2024 et reflète des faiblesses structurelles telles qu'une demande intérieure insuffisante, des pressions déflationnistes, une baisse des bénéfices industriels et des commandes à l'export en chute libre. Face à ces défis, Pékin mise sur une reprise axée sur la consommation et des réformes structurelles, tout en devant gérer les menaces commerciales externes, notamment l'augmentation supplémentaire des taxes de 10 % sur les biens en provenance de Chine décidée par l'administration américaine ce week-end (Fig. 10).

USA : hausse des stocks de pétrole brut après neuf semaines de baisse consécutive

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 3,5 Mb la semaine dernière, dépassant le consensus de 2,2 Mb, et mettant ainsi fin à une série de neuf semaines consécutives de baisse (-18,6 Mb). Malgré cette hausse, les stocks restent inférieurs de 2 % aux niveaux de l'année dernière et de 6 % à la moyenne quinquennale. Cette hausse s'explique principalement par une diminution des exportations nettes de brut (-0,5 Mb/j) et par la baisse de l'activité des raffineries, dont le taux d'utilisation est tombé à 84 %, affecté par la vague de froid et des opérations de maintenance. Parallèlement, la production domestique de brut a diminué de 0,2 Mb/j, atteignant 13,2 Mb/j. Concernant les produits, la demande d'essence a progressé pour la première fois en cinq semaines, tandis que celle de diesel a bondi de 0,4 Mb/j, atteignant un sommet hebdomadaire inédit depuis mars 2022, probablement sous l'effet des conditions hivernales rigoureuses ayant stimulé la consommation de fioul de chauffage. En conséquence, les stocks de distillats ont reculé à leur plus bas niveau en un mois. Globalement, les stocks d'essence et de distillats affichent une baisse annuelle de 2 % et 5 %, se situant respectivement 1 % et 8 % en dessous de leur moyenne quinquennale (Fig. 8).

Impact des tarifs sur le pétrole canadien et mexicain

En 2023, d'après les dernières données de l'EIA, les États-Unis ont importé 6,5 Mb/j de pétrole brut, dont 3,9 Mb/j en provenance du Canada (60 %) et 0,7 Mb/j du Mexique (11 %). Les importations en provenance des pays de l'OPEP se sont limitées à 1 Mb/j (16 %). Globalement, le pétrole brut importé a couvert plus de 40 % des besoins des raffineries américaines.

Dans ce contexte, plusieurs raffineurs américains dont Phillips 66, Valero Energy et Chevron ont averti par voie de presse que les droits de douane imposés par les États-Unis au Mexique et au Canada pourraient fortement perturber le marché pétrolier mondial, ces pays étant les principaux fournisseurs de pétrole étranger pour les raffineries américaines. L'administration Trump a cependant confirmé ce week-end que les tarifs entreraient en vigueur début février et que le pétrole sera concerné par les nouveaux tarifs à hauteur de 25 % pour les importations en provenance du Mexique et de 10 % pour celles en provenance du Canada. Valero a averti que les raffineries pourraient réduire leurs taux d'exploitation de 10 %. Chevron a souligné que les raffineries du Midwest, fortement dépendantes du pétrole canadien, seraient particulièrement vulnérables en cas de hausse des coûts ou de réorientation des exportations canadiennes vers d'autres marchés. L'annonce de ces tarifs a fait chuter les actions de Marathon Petroleum, Valero et Phillips 66, entraînant un recul brutal de l'indice S&P 500 Energy.

Semaine	31/1	24/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	77.0	79.1	-2.1	-2.6%	80.6
Brent Spot	77.6	79.7	-2.1	-2.6%	82.5
WTI Nymex	73.0	75.2	-2.2	-2.9%	75.3

Cette décision pénalise particulièrement le Mexique. La société nationale Pemex, confrontée à une dette de 20 milliards de dollars envers ses fournisseurs, peine à maintenir sa production de pétrole brut, entraînant une chute des exportations à leur niveau le plus bas depuis plus de 30 ans (Fig. 12). Les raffineries locales sont également en grande difficulté, avec un taux moyen d'utilisation de 51 % en 2024.

Concernant le Canada, la décision d'augmenter les tarifs devrait inciter les raffineurs canadiens à réacheminer une partie de leur brut vers la côte ouest via le pipeline Trans Mountain (TMP – 0,9 Mb/j) pour l'exporter. Cependant, les tarifs américains vont contraindre les producteurs canadiens à baisser leurs prix pour rester compétitifs. Le différentiel entre le Western Canadian Select (WCS) et le West Texas Intermediate (WTI) s'est établi à 18 \$/b vendredi dernier, contre moins de 13 \$/b en janvier (Fig. 11). Avec les nouveaux tarifs, cet écart devrait se creuser davantage, limitant ainsi les revenus des producteurs canadiens et ayant un impact négatif sur l'économie du pays dans son ensemble, 97 % des exportations de pétrole du Canada étant dirigées vers les États-Unis.

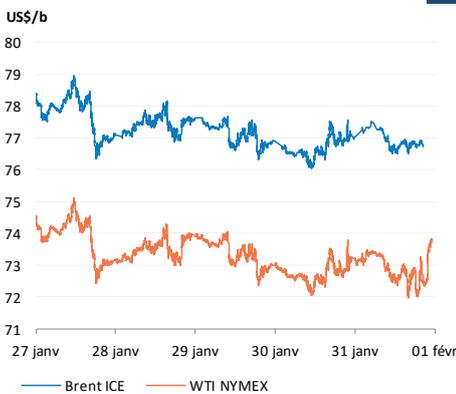
Europe : baisse des stocks et des prix des produits pétroliers

En Europe, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) sont restés globalement stables, la hausse des stocks d'essence (+2,6%) compensant la baisse des stocks de gasoil (-1,2%). Les stocks d'essence et de gasoil restent à des niveaux très élevés (+37% et 10% au-dessus de leur moyenne sur les cinq dernières années respectivement) ce qui devrait limiter l'impact des arrêts de raffineries pour maintenance ou pour pannes. Les prix des produits pétroliers ont suivi la tendance baissière du pétrole brut, avec une baisse de 2,4 % pour l'essence et de 3,1 % pour le gasoil (cf. Fig. 4). Dans ce contexte, l'indicateur de marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a progressé de 4 %, atteignant 5,9 \$/b la semaine dernière (cf. Fig. 5).

L'instauration de tarifs douaniers sur les importations en provenance du Mexique et du Canada par les États-Unis devrait les conduire à diversifier leurs sources d'approvisionnement et à augmenter leurs importations de produits pétroliers, en particulier d'essence, afin de compenser la baisse attendue des taux d'utilisation des raffineries. Cette évolution pourrait bénéficier temporairement aux raffineurs européens, sous réserve que de nouvelles mesures tarifaires ne viennent pas pénaliser les exportations en provenance d'Europe.

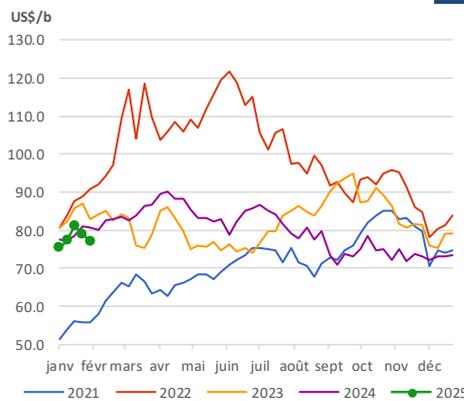
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



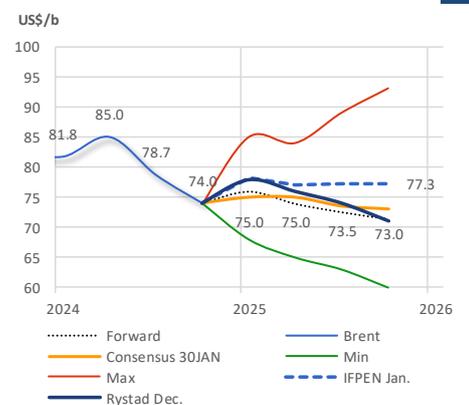
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



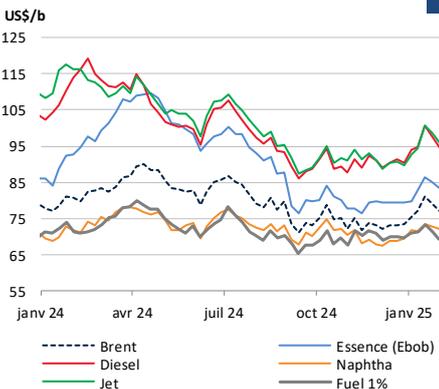
Consensus Bloomberg - Brent

3



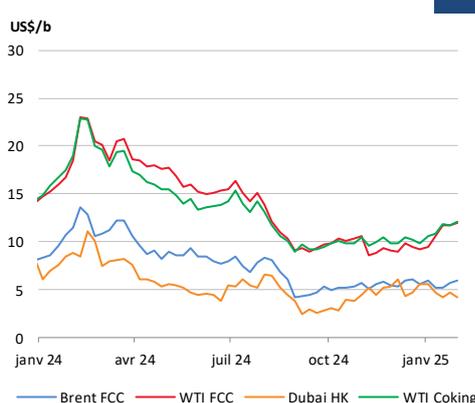
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



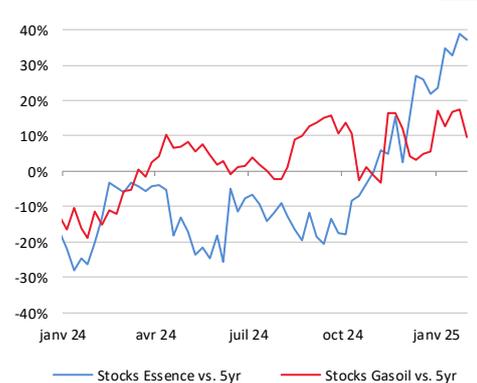
Marges de Raffinage

5



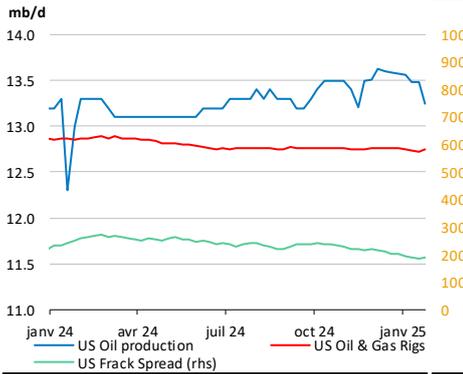
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6

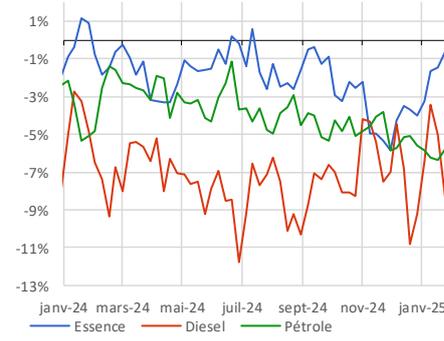


Semaine	31/1	24/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	77.0	79.1	-2.1	-2.6%	80.6
Brent Spot	77.6	79.7	-2.1	-2.6%	82.5
WTI Nymex	73.0	75.2	-2.2	-2.9%	75.3

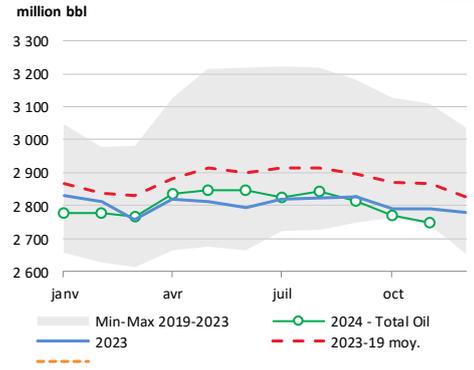
7 US Production de pétrole brut



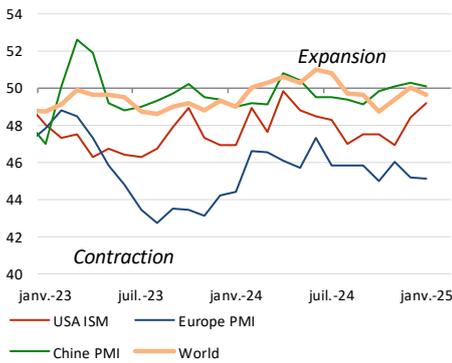
8 USA: Evolution des stocks vs. moyenne 5 ans



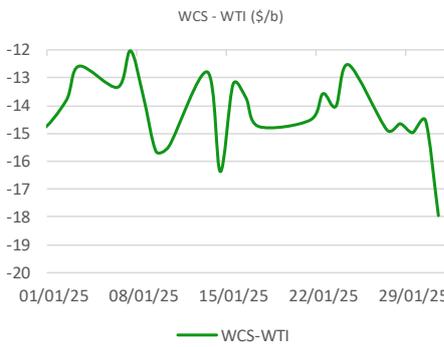
9 AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



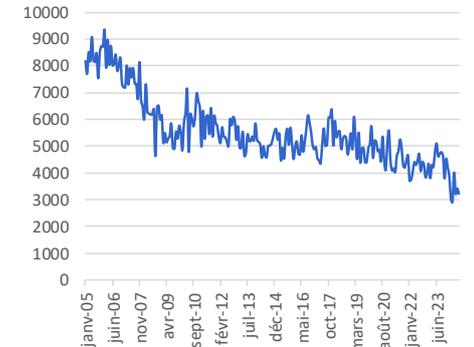
10 Indices PMI Manufacturiers



11 Différentiel brut canadien vs. WTI



12 Exportations pétrole Mexique (kb/j)



AIE - OMR jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.6	44.8	45.6	46.1	46.4	45.7	45.1	45.5	46.1	46.0	45.7	0.1	0.0
non-OCDE	56.3	56.6	57.0	57.5	57.6	57.2	57.6	58.2	58.6	58.7	58.3	0.9	1.1
Dont Chine	16.4	16.6	16.7	16.7	16.5	16.6	16.6	16.9	17.0	16.8	16.8	0.18	0.2
Demande totale (mb/j)	102.0	101.4	102.6	103.6	104.0	102.9	102.7	103.7	104.7	104.7	104.0	0.9	1.1
Offre non-OPEP	69.3	69.4	70.3	70.5	70.6	70.2	70.4	71.7	72.3	72.6	71.8	0.9	1.6
Offre OPEP	32.9	32.5	32.8	32.7	32.9	32.7	32.9	32.9	32.9	33.0	32.9	-0.2	0.2
Offre OPEP (brut)	27.4	26.9	27.2	27.1	27.3	27.1	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.3	0.4
Offre non OPEP+	51.6	52.0	53.1	53.5	53.8	53.1	53.4	54.5	55.0	55.4	54.6	1.6	1.5
Offre OPEP+	50.7	49.9	49.9	49.7	49.7	49.8	49.9	50.1	50.2	50.2	50.1	-0.9	0.3
Offre totale (mb/j)	102.3	101.9	103.0	103.2	103.5	102.9	103.3	104.6	105.2	105.6	104.7	0.7	1.8
Differences (+/-)	0.3	0.4	0.5	-0.3	-0.5	0.0	0.6	0.9	0.5	0.9	0.7		

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.7	44.8	45.6	46.1	46.3	45.7	45.6	45.4	46.2	46.3	45.9	0.0	0.2
non-OCDE	56.2	57.1	57.2	56.8	57.1	57.1	58.1	58.3	58.2	58.2	58.2	0.9	1.1
Dont Chine	16.2	16.5	16.4	15.9	16.2	16.3	16.6	16.7	16.3	16.5	16.5	0.1	0.2
Demande totale (mb/j)	101.8	101.9	102.8	103.0	103.4	102.8	103.7	103.7	104.4	104.5	104.1	0.9	1.3
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.5	70.8	70.4	70.8	71.5	72.2	72.6	71.7	0.5	1.4
Offre OPEP	32.2	32.2	32.1	32.1	32.4	32.2	32.4	32.5	32.7	32.8	32.6	0.0	0.4
Offre OPEP (brut)	26.9	26.8	26.8	26.7	26.7	26.7	26.7	26.8	27.0	27.1	26.9	-0.2	0.1
Offre non OPEP+	58.1	58.8	59.9	60.1	60.9	59.9	60.6	61.3	62.0	62.2	61.5	1.8	1.6
Offre OPEP+	43.9	43.3	42.6	42.5	42.2	42.6	42.6	42.7	42.9	43.2	42.8	-1.3	0.2
Offre totale (mb/j)	102.1	102.1	102.5	102.6	103.1	102.6	103.2	104.0	104.9	105.4	104.3	0.5	1.8
Differences (+/-)	0.2	0.1	-0.2	-0.4	-0.3	-0.2	-0.6	0.3	0.4	0.8	0.2		

OPEP+ jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.6	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	44.9	45.6	46.5	46.5	45.9	0.1	0.1
non-OCDE	56.6	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.3	58.7	59.0	60.2	59.3	1.4	1.3
Dont Chine	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	17.0	16.9	17.1	17.2	17.0	0.4	0.3
Demande totale (mb/j)	102.2	102.8	103.2	104.5	105.6	103.7	104.2	104.3	105.5	106.7	105.2	1.5	1.4
Offre non-OPEP+	51.8	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	54.0	54.0	54.3	54.8	54.3	1.3	1.1
Offre OPEP+	50.2	41.2	40.9	40.6	49.3	40.8	49.5	49.7	49.7	50.0	49.8	-9.4	9.0
Offre OPEP (Brut)	27.0	26.6	26.6	26.5	27.3	26.8	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.3	0.7
Offre totale (mb/j)	102.0	93.8	94.0	93.8	102.7	94.0	103.5	103.7	104.1	104.8	104.0	-8.1	10.06
Differences (+/-)	-0.2	-9.0	-9.2	-10.8	-2.9	-9.8	-0.7	-0.6	-1.4	-2.0	-1.2		

DoC: Declaration of Cooperation

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections